

**Автор:**  
Пашковская Е.В.,  
ООО НПП «ЭКРА»,  
г. Чебоксары, Россия.

**Pashkovskaya E.V.,**  
EKRA Research and  
Production Enterprise LTD,  
Cheboksary, Russia.

**Abstract:** the choice of current transformers (CT) of the first stage of distance protection (DP) for subtransmission circuits with voltage of 110-220 kV is considered. It was found that in the case of a short circuit (SC) at the end of the first stage coverage, the time to saturation in the first period can be less than 5 ms. It is shown that in the case of a short circuit on the subtransmission circuits, outgoing from the power plant buses, the permissible time for the

# ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ДЛЯ ПЕРВЫХ СТУПЕНЕЙ ЦИФРОВЫХ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 кВ

## FEATURES OF THE SELECTION OF CURRENT TRANSFORMERS FOR THE FIRST STAGES OF DIGITAL DISTANCE PROTECTION OF LINES WITH VOLTAGE OF 110-220 kV

**Аннотация:** рассмотрен выбор трансформаторов тока (ТТ) первой ступени дистанционной защиты (ДЗ) для линий распределительных сетей напряжением 110-220 кВ. Установлено, что при коротком замыкании (КЗ) в конце зоны действия первой ступени время до насыщения в первом периоде может быть меньше 5 мс. Показано, что при КЗ на линиях распределительной сети, отходящих от шин электрической станции, допустимое время протекания тока однофазного КЗ по условию динамической устойчивости может быть принято 0,3 с. На данных линиях рекомендуется применять ТТ класса Р, выбор предельной кратности которых необходимо производить с учетом обобщенного параметра. На линиях распределительных сетей наблюдаются сравнительно небольшие постоянные времена затухания аperiodической составляющей, поэтому время срабатывания первой ступени ДЗ в переходном режиме не превысит 60-80 мс (без учета времени срабатывания выходного реле).

**Ключевые слова:** трансформатор тока, шины электрической станции, линии, дистанционная защита, распределительные сети, аperiodическая составляющая, устойчивость энергосистемы, время до насыщения.

current of a single-phase short circuit, according to the condition of dynamic stability, can be taken as 0.3 s. It is recommended to use CT class P on these circuits, the choice of the accuracy limit should be made taking into account the generalized parameter. Relatively small decat time constants of the aperiodic component are observed on the subtransmission circuits, therefore, the response time of the DP first stage in the transient mode

### Введение

До недавнего времени выбор электромагнитных ТТ производился по условию [1]

$$K_{\text{пр.ф}} \geq I_{\text{кз}^*}, \quad (1)$$

где  $K_{\text{пр.ф}}$  – фактическая предельная кратность по точности ( $K_{5\text{факт}}$  или  $K_{10\text{факт}}$ );

$$I_{\text{кз}^*} = I_{\text{кз}} / I_{\text{номТТ}},$$

где  $I_{\text{кз}}$  – действующее значение гармонической составляющей тока КЗ;

$I_{\text{номТТ}}$  – первичный номинальный ток ТТ.

При выполнении условия (1) насыщение магнитопровода ТТ отсутствует только в установившемся режиме. В переходном режиме насыщение ТТ возможно под влиянием аperiodической (затухающей постоянной) составляющей тока КЗ. Как показано

в [2], это приводит к уменьшению модуля и сдвигу по фазе (в сторону опережения) первой гармоники вторичного тока ТТ.

Кроме того, во вторичном токе появляются вторая и другие высшие гармоники. Все это может неблагоприятно влиять на быстродействующие цифровые защиты линий, а также и на защиты других элементов электроэнергетической системы. В связи с этим был разработан и введен в действие ГОСТ Р 58669-2019 [3], в котором приведены методические указания по определению времени до насыщения ТТ при КЗ.

При анализе переходных процессов в ТТ целесообразно использовать следующую формулу для первичного тока  $i_1$  [1]

$$i_1 = I_{\text{лм}} \left[ e^{-\frac{t}{T_{\text{р-экр}}}} \cos \theta - \cos(\omega t + \theta) \right], \quad (2)$$

где  $I_{1m}$  – амплитуда гармонической составляющей тока;

$T_{р.экв}$  – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей в первичной сети;

$\theta$  – начальная фаза электродвижущей силы (ЭДС) генератора или системы;

$\omega$  – угловая частота.

В защитах линий напряжением 110 кВ и выше, как правило, используются ТТ, имеющие магнитопровод в виде кольцевой ленточной конструкции [4]. Как показано в [5], у таких ТТ реактивное сопротивление вторичной обмотки много меньше активного. Сопротивление нагрузки ТТ при использовании цифровых защит также является практически активным. С учетом изложенного, выражение для коэффициентов переходного режима можно использовать в следующем виде [3]:

$$K_{п.р}(t) = \omega T_{р.экв} (1 - e^{-\frac{t}{T_{р.экв}}}) \cos \theta - \sin(\omega t + \theta) + \sin \theta, \quad (3)$$

где  $K_{п.р}(t) = \frac{B}{B_m}$ ,  $B$  – текущее значение индукции в магнитопроводе ТТ;

$B_m$  – амплитуда гармонической составляющей индукции  $B$ , вычисленная при условии, что отсутствует насыщение магнитопровода.

Время до насыщения  $t_{нас}$  находится из условия

$$K_{п.р}(t_{нас}) = A(1 - K_r), \quad (4)$$

где  $A$  – обобщенный параметр режима:

$$A = \frac{K_{пр.ф}}{I_{кз*}}, \quad (5)$$

$K_r = \frac{B_r}{B_{нас}}$  – коэффициент остаточной намагниченности,  $B_r$  – остаточная индукция;

$$B_{нас} = 2,0 \text{ Тл.}$$

Согласно [3], для всех видов защит требуется проводить анализ их поведения в переходных режимах при  $K_r = 0,86$ .

В Приложении Б (обязательном для применения) [3] на рис. Б.1 (при  $\cos \alpha = 1$ ) приведены кривые зависимостей  $K_{п.р}(t)$ . Анализ этих зависимостей показал, что они соответствуют выражению (3) при  $\theta = 45 \div 50^\circ$ . При  $t_{нас} \leq 5$  мс указанные зависимости практически не зависят от  $T_{р.экв}$ . При  $K_{п.р} = 1$  получается  $t_{нас} = 4,5$  мс.

При заданном значении коэффициента  $K_{п.р}$  фактическую предельную кратность по точности на основании выражений (4) и (5) можно вычислить по формуле

$$K_{пр.ф} = \frac{K_{пр.кз*}}{1 - K_r}. \quad (6)$$

Для электрической станции блочного типа с  $S'_{кз} = 3000$  МВА и  $E' = 121$  кВ ток трехфазного КЗ в начале линии, отходящей от шин высшего напряжения, равен 14,3 кА [5]. При этом согласно формуле (6) имеем:

$$K_{пр.ф} = \frac{14,3}{1 - 0,86} = 102.$$

Такое значение  $K_{пр.ф}$  можно получить, например, при использовании ТТ типа ТГФ-110 с коэффициентом трансформации 750/1 и номинальной предельной кратностью  $K_{ном} = 20$  и фактическим сопротивлением нагрузки ТТ равном 0,7 Ом [5]. При токах КЗ больше 14 кА время  $t_{нас}$  будет еще меньше. В [6] проведены подробные исследования возможных значений остаточной намагниченности для широко применяемой марки стали 3408 толщиной 0,35 мм производства Новолипецкого металлургического комбината. Указанные исследования показали, что с учетом размагничивающего действия токов нагрузки можно принимать  $K_r = 0,65$  для ТТ с вторичным номинальным током 1 А при отсутствии режима автоматического повторного включения (АПВ). Такое имеет место быть, например, на кабельных линиях. При наличии АПВ, например, на воздушных линиях (ВЛ) электропередачи рекомендуется принимать  $K_r = 0,86$ , что совпадает с требованиями [3].

### Требования к выбору типа основной защиты по условию сохранения динамической устойчивости

Согласно [7] для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. В 2018 г. изданы «Методические указания по устойчивости энергосистем» [8], в которых для сетей 110-220 кВ предписывается рассматривать следующие основные нормативные возмущения:

- отключение сетевого элемента основной защитой при трехфазном КЗ с неуспешным АПВ;

will not exceed 60-80 ms (without taking into account the response time of the output relay).

**Keywords:** current transformer, power line, bus power station, power line distance protection, distribution networks, aperiodic component, grid stability, time to saturation.



**Пашковская Екатерина Викторовна**  
В 2012 г. окончила ЧГУ им. И.Н. Ульянова по специальности «Электроснабжение промышленных предприятий». Инженер 2 кат. отдела разработки подстанционного оборудования ООО НПП «ЭКРА».

- отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с неуспешным АПВ;
- отключение сетевого элемента основной защитой при однофазном КЗ с отказом одного выключателя.

Указанные возмущения следует учитывать и при анализе поведения первых ступеней ДЗ линий.

### Обоснование типичной расчетной схемы связи электрической станции с электрической системой

Выдача энергии в сети на мощных электростанциях, как правило, осуществляется на двух номинальных напряжениях. Если используется номинальное напряжение 220 кВ, то вторым номинальным напряжением является 500 кВ [11]. При этом для питания сети 220 кВ, как правило, выделяются два энергоблока. Общее число энергоблоков может быть от четырех до восьми. Для связи между распределительными устройствами 220 и 500 кВ используется автотрансформатор, номинальная мощность которого принимается примерно равной мощности трансформатора энергоблока [11]. С целью упрощения расчетов принимаем схему, в которой на сеть 220 кВ работают три энергоблока GT1-GT3, а автотрансформаторная связь с другими энергоблоками отсутствует (рис. 1). На указанной схеме линии w1 и w2 являются системообразующими, а линии w3 и w4 – это линии распределительной сети напряжением 220 кВ. Показаны также автотрансформаторы связи AT1 и AT2 с распределительной сетью 110 кВ и нагрузкой (НГ).

Для схемы на рис. 1 наиболее тяжелым режимом является трехфазное КЗ в точке K1 или K2 (рис. 1), поскольку при этом практически полностью происходит сброс активной нагрузки генераторов. Анализ первых ступеней ДЗ линий производства ООО НПП «ЭКРА» при переходных процессах с насыщением ТТ показал, что при близких КЗ (как междуфазных, так и однофазных КЗ на землю) соответствующие органы сопротивления и

направления мощности действуют без замедления [10]. Указанные органы функционируют правильно и при близких КЗ «за спиной» защиты. Что касается КЗ вблизи конца защищаемой зоны (в прямом направлении), то при этом возможно замедление.

В связи со значительным развитием в России сетей напряжением 330 кВ и выше, сети напряжением 110-220 кВ выполняют, главным образом, распределительные функции [11]. С учетом этого, в настоящей статье рассматриваются вопросы динамической устойчивости при КЗ на линиях w3 или w4, идущих к потребителям электрической энергии.

Можно полагать, что наихудшие условия для ТТ в переходном режиме (совпадение по знаку максимальной аperiodической составляющей индукции и максимальной расчетной остаточной намагниченности) могут быть только в одной из фаз. Исходя из этого, первая ступень ДЗ будет действовать без замедления как при трехфазных КЗ, так и при двухфазных КЗ на землю (при условии выбора ТТ, как будет указано ниже). При однофазных КЗ возможно замедление, поэтому целесообразно рассмотреть вопросы динамической устойчивости в этом режиме более подробно.

### Разработка методики расчета относительной амплитуды активной мощности в режиме однофазного КЗ

Выражение для активной мощности, передаваемой по линиям w1 и w2 в систему, имеет вид [12, 13]

$$P = \frac{E'U_c}{x'_\Sigma} \sin \delta', \quad (7)$$

где  $E'$  – переходная ЭДС;

$U_c$  – напряжение на шинах системы большой мощности;

$$x'_\Sigma = x'_d + x_r + x_{\text{внеш}};$$

$x'_d$  – переходное сопротивление генераторов;

$\delta'$  – угол сдвига между векторами  $\vec{E}'$  и  $\vec{U}_c$ .

Анализ удобно выполнять в относительных единицах. В качестве базисных величин целесообразно принять:  $S_6 = S_{\text{номТ1}}$ ;  $U_6 = U_{\text{ср.ном}}$  – среднее номинальное напряжение соответствующей ступени. Для основной ступени имеем:  $U_6 = 230$  кВ.

На рис. 2 показаны: шунт КЗ, сопротивление которого можно вычислить по формуле

$$x_{*III} = k_1 x_{*1,II3} + \Delta x_*, \quad (8)$$

где  $k_1 = 0,85$  – относительная длина защищаемой зоны первой ступени ДЗ;

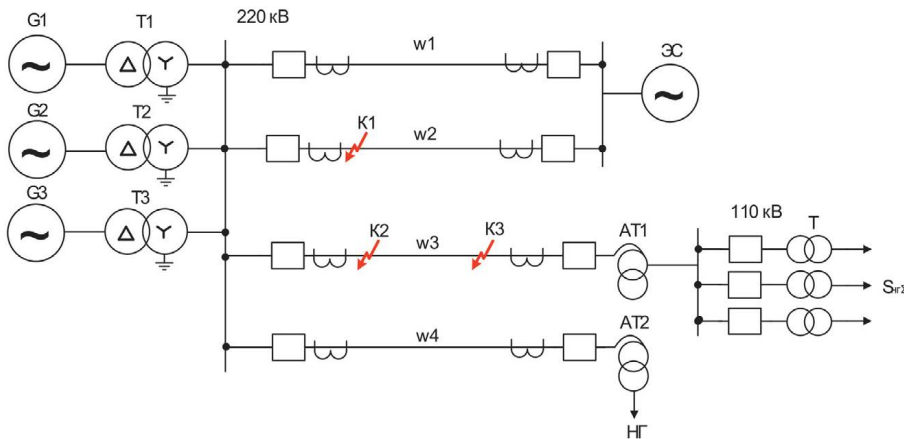


Рис.1. Расчетная схема связи электрической станции с электрической системой (ЭС) и питания распределительной сети

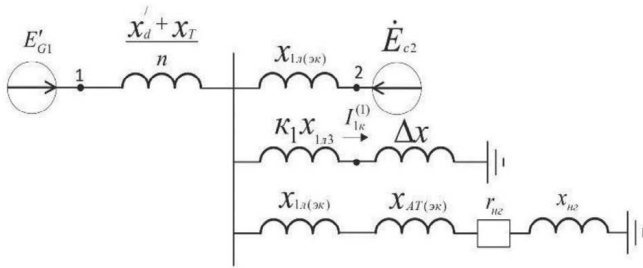


Рис. 2. Схема для расчета сопротивлений прямой последовательности при КЗ в точке КЗ

$x_{*1ЛЗ}$  – относительное сопротивление прямой последовательности линии w3;

$x_{*1нг.ЭК}$  – шунт нагрузки, сопротивление которого для одной линии допустимо вычислять по приближенной формуле

$$x_{*1нг.ЭК} \approx z_{*1нг.ЭК} = \sqrt{(x_{*1Л.ЭК} + x_{*1АТ.ЭК} + x_{*нг})^2 + r_{нг}^2}, \quad (9)$$

где  $x_{*1Л.ЭК}$  – эквивалентное сопротивление линии w3 или w4, питающей нагрузку;

$x_{*1АТ.ЭК}$  – эквивалентное сопротивление автотрансформатора в сети питания нагрузки.

При обосновании формулы (9) учтено, что сопротивлениями линий 110 кВ и трансформаторов Т можно пренебречь.

Относительный модуль полного сопротивления нагрузки можно вычислять по формуле  $z_{*нг} = \frac{S_б}{S_{нг}}$ .

Дополнительное сопротивление  $\Delta x_*$  в формуле (8) равно [12, 14]:

для режима однофазного КЗ  $\Delta x_*^{(1)} = x_{*2ЭК} + x_{*0ЭК}$ ;

для режима двухфазного КЗ  $\Delta x_*^{(2)} = x_{*2ЭК}$ ;

где  $x_{*2ЭК}$ ,  $x_{*0ЭК}$  – эквивалентные сопротивления обратной и нулевой последовательностей относительно точки КЗ.

Поскольку,  $\Delta x_*^{(2)} < \Delta x_*^{(1)}$ , то режим двухфазного КЗ можно рассматривать с целью создания расчетного запаса по динамической устойчивости в режиме однофазного КЗ.

Схемы замещения обратной и нулевой последовательностей составляются в соответствии с положениями [14] и здесь не приведены. Необходимо только отметить, что согласно [12] сопротивление нагрузки обратной последовательности следует вычислять по формуле:

$$x_{*2нг.ЭК} \approx 0,35x_{*1нг.ЭК}.$$

С целью упрощения дальнейшего анализа введем следующие обобщенные параметры для схемы на рис. 2:

эквивалентное сопротивление «генераторной» ветви

$$x_{*G.ЭК} = \frac{x_{*d}' + x_{*T}}{n}, \quad (10)$$

где  $n$  – число энергоблоков;

эквивалентное сопротивление линий w1 и w2 и системы

$$x_{*C.ЭК} = x_{*C} + 0,5x_{*1Л}; \quad (11)$$

эквивалентное сопротивление ветвей с источниками энергии

$$x_{*И.ЭК} = \frac{x_{*G.ЭК}x_{*C.ЭК}}{x_{*G.ЭК} + x_{*C.ЭК}}; \quad (12)$$

эквивалентное сопротивление шунтов КЗ и нагрузки

$$x_{*Ш.ЭК} = \frac{x_{*Ш}x_{*1нг.ЭК}}{x_{*Ш} + x_{*1нг.ЭК}}. \quad (13)$$

Согласно формуле (7) активная мощность, выдаваемая в систему, определяется суммарным сопротивлением между точкой приложением ЭДС генераторов  $E'$  и точкой приложения ЭДС системы. На схеме замещения на рис. 2 таким сопротивлением является взаимное сопротивление между точками 1 и 2. Для его нахождения целесообразно использовать преобразование трехлучевой звезды сопротивлений в треугольник [14]. С учетом этого получаем

$$x_{*вз.КЗ} = x_{*G.ЭК} + x_{*C.ЭК} + \frac{x_{*G.ЭК}x_{*C.ЭК}}{x_{*Ш.ЭК}}. \quad (14)$$

В исходном режиме (ир) сопротивление  $x_{*Ш} \rightarrow \infty$ . Поэтому формула (14) приобретает вид

$$x_{*вз.ир} = x_{*G.ЭК} + x_{*C.ЭК} + \frac{x_{*G.ЭК}x_{*C.ЭК}}{x_{*1нг.ЭК}}. \quad (15)$$

Используя формулы (14) и (15), несложно показать, что выражение для относительной амплитуды мощности в режиме КЗ имеет вид

$$P_{*m(КЗ)} = \frac{P_{m(КЗ)}}{P_{m(ир)}} = \frac{x_{*Ш.ЭК}}{x_{*Ш.ЭК} + x_{*И.ЭК}} \frac{x_{*1нг.ЭК} + x_{*И.ЭК}}{x_{*1нг.ЭК}}. \quad (16)$$

С целью выявления характерных значений обобщенных параметров и, в конечном итоге, значений  $P_{*m(КЗ)}$  выполним пример расчета для схемы на рис. 1.

### Пример расчета

Приняты следующие технические данные:

Генераторы G1-G3: ТБВ -200-2АУ3.

$$P_{ном} = 200 \text{ МВт}; \quad \cos \varphi_{ном} = 0,85;$$

$$S_{ном} = 235 \text{ МВА}; \quad U_{ном} = 15,75 \text{ кВ};$$

$$x_{*d}'(ном) = 0,272; \quad x_{*2}(ном) = 0,22.$$

Трансформаторы Т1-Т3: ТДЦ – 250000/220.

$$S_{ном} = 250 \text{ МВА}; \quad U_{ном} = 242 / 15,75 \text{ кВ}; \quad U_{к} = 11\%.$$

Линии электропередачи:

w1, w2: провод АС 400;  $x_{уд} = 0,42 \text{ Ом/км}$ ; длина 150 км;

w3, w4: провод АС 300;  $x_{уд} = 0,42 \text{ Ом/км}$ ; длина 50 км.

Отношение  $x_0 / x_1$  для всех линий равно 3.

Принимаем  $S_6 = 250$  МВА,  $U_6 = 230$  кВ. С учетом этого вычисляем:

$$x'_{*d} = x'_{*d(\text{НОМ})} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ}}} \left( \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{U_6} \right)^2 = 0,272 \cdot \frac{250}{235} \left( \frac{242}{230} \right)^2 = 0,32,$$

$$x_{*Г1} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \left( \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{U_6} \right)^2 = \frac{11}{100} \left( \frac{242}{230} \right)^2 = 0,122,$$

$$x_{*1Л1} = X_{\text{уд}} l \frac{S_6}{U_6^2} = 0,42 \cdot 150 \cdot \frac{250}{230^2} = 0,298,$$

$$x_{*Г.ЭК} = \frac{x'_{*d} + x_{*Г1}}{n} = \frac{0,32 + 0,122}{3} = 0,147.$$

Принимаем мощность КЗ системы 8000 МВА. Тогда получаем

$$x_{*C} = \frac{S_6}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{250}{8000} = 0,03.$$

По формулам (11) и (12) вычисляем

$$x_{*C.ЭК} = 0,03 + 0,5 \cdot 0,298 = 0,18,$$

$$x_{*И.ЭК} = \frac{0,147 \cdot 0,18}{0,147 + 0,18} = 0,081.$$

### Расчет сопротивления шунта нагрузки

Исходные данные:

Линии w3 и w4:  $l = 50$  км;  $X_{\text{л уд}} = 0,42$  Ом/км.

Автотрансформатор АДЦТН -125000/220/110:

$U_{\text{НОМ}} = 230/121$  кВ;  $U_{\text{КВН-СН}} = 11\%$ ;  $U_{\text{КВН-НН}} = 45\%$ ;

$U_{\text{СН-НН}} = 28\%$ ;  $S_{\text{НГ.АТ}} = 120$  МВА;  $\cos \varphi_{\text{НГ}} = 0,8$ .

$$x_{*1Л4} = 0,42 \cdot 50 \cdot \frac{250}{230^2} = 0,0992,$$

$$x_{*1АТ} = \frac{U_{\text{КВН-СН}}}{100} \frac{S_6}{S_{\text{НОМ АТ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{250}{125} = 0,22,$$

$$z_{*НГ} = \frac{S_6}{S_{\text{НГ}}} = \frac{250}{120} = 2,08.$$

$$x_{*НГ} = z_{*НГ} \sin \varphi_{\text{НГ}} = 2,08 \cdot 0,6 = 1,25,$$

$$x_{*НГ.ЭК} = 0,5 \sqrt{(x_{*1Л4} + x_{*1АТ} + x_{*НГ})^2 + r_{*НГ}^2},$$

$$r_{*НГ} = z_{*НГ} \cos \varphi_{\text{НГ}} = 2,08 \cdot 0,8 = 1,66,$$

$$x_{*НГ.ЭК} = 0,5 \sqrt{(0,099 + 0,22 + 1,25)^2 + 1,66^2} = 1,14.$$

В результате расчетов при длине линии  $l = 50$  км получилось:  $x_{*2ЭК} = 0,139$ ;  $x_{*0ЭК} = 0,183$ .

Далее вычисляем сопротивление шунтов:

$$x_{*Ш} = \kappa_1 x_{*1Л3} + x_{*2ЭК} + x_{*0ЭК} = 0,85 \cdot 0,099 + 0,139 + 0,183 = 0,406,$$

$$x_{*Ш.ЭК} = \frac{0,406 \cdot 1,14}{0,406 + 1,14} = 0,299.$$

По формуле (16) находим:

$$P_{*m(\text{КЗ})} = \frac{P_{m(\text{КЗ})}}{P_{m(\text{ТР})}} = \frac{0,299}{0,299 + 0,081} \cdot \frac{1,14 + 0,081}{1,14} = 0,84.$$

Поскольку полученное значение  $P_{*m(\text{КЗ})}$  существенно больше относительной мощности турбины  $P_{*Т}$ , то повторяем расчет при  $l = 20$  км.

При этом имеем:

$$x_{*2ЭК} = 0,09; \quad x_{*0ЭК} = 0,083;$$

$$x_{*Ш} = 0,207; \quad x_{*Ш.ЭК} = 0,175; \quad P_{*m(\text{КЗ})} = 0,731.$$

### Оценка допустимого времени режима КЗ по условию динамической устойчивости

Оценка динамической устойчивости обычно выполняется с использованием угловых характеристик активной мощности [12]. На рис. 3 используются следующие обозначения:  $P_{m(\text{ТР})}$  – максимальное значение мощности исходного режима;  $P_{m(\text{КЗ})}$  – максимальное значение мощности в режиме КЗ;  $P_{\text{Т}}$  – мощность турбины.

Угол  $\delta$  в исходном режиме можно вычислять по формуле

$$\delta_{\text{ТР}} = \arcsin P_{*Т}, \quad (17)$$

где  $P_{*Т} = \frac{P_{\text{Т}}}{P_{m(\text{ТР})}}$ .

С целью создания запаса по условиям обеспечения статической устойчивости значение  $P_{*Т}$  обычно принимается не более 0,7. Как было показано выше, значение  $P_{*m(\text{КЗ})}$  при однофазном КЗ в подавляющем большинстве случаев получается больше 0,7. С учетом этого условие

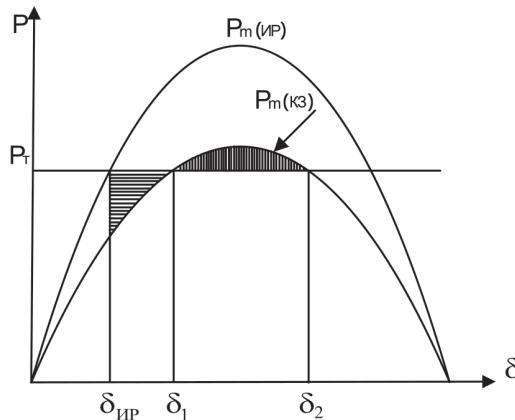


Рис. 3. Оценка динамической устойчивости

равенства площадок ускорения и торможения можно записать в следующем виде

$$\int_{\delta_{\text{ИР}}}^{\delta_1} P_T - P_{m(\text{кз})} \sin \delta = 2 \int_{\delta_1}^{0,5\pi} P_{m(\text{кз})} \sin \delta - P_T, \quad (18)$$

$$\text{где } \delta_1 = \arcsin \left( \frac{P_T}{P_{m(\text{кз})}} \right). \quad (19)$$

После интегрирования и некоторых преобразований получаем нелинейное уравнение

$$\frac{P_{m(\text{кз})}}{P_T} = \frac{\pi - \delta_{\text{ИР}} - \delta_1}{\cos \delta_{\text{ИР}} + \cos \delta_1}. \quad (20)$$

Указанное уравнение (с учетом формулы (17)) можно решить, применяя графоаналитический метод. В табл. 1 приведены значения отношения  $P_{m(\text{кз})} / P_T$  в зависимости от  $P_{*T}$ .

Таблица 1. Зависимость  $P_{*m(\text{кз})}$  от  $P_{*T}$

$P_{*T}$	0,4	0,5	0,6	0,7
$P_{m(\text{кз})} / P_T$	1,19	1,15	1,1	1,05
$P_{*m(\text{кз}),\text{гр}}$	0,477	0,575	0,66	0,735

Там же приведены граничные значения  $P_{*m(\text{кз})\text{гр}}$  при которых обеспечивается динамическая устойчивость. Значения  $P_{*m(\text{кз}),\text{гр}}$  вычислялись по формуле

$$P_{*m(\text{кз}),\text{гр}} = \left( \frac{P_{m(\text{кз})}}{P_T} \right) P_{*T}. \quad (21)$$

По результатам расчетов видно, что динамическая устойчивость будет соблюдаться при  $P_{*T} \leq 0,7$  и длине линии более 20 км.

Оценить допустимое время существования режима однофазного КЗ можно на основании формулы [13]

$$T_{\text{доп.кз}} = \sqrt{\frac{2T_j(\delta_2 - \delta_{\text{ИР}})}{\omega_{\text{ном}} P_{*T}}}, \quad (22)$$

где  $T_j$  – постоянная инерции агрегата турбина-генератора;  $\omega_{\text{ном}} = 314$  рад/с.

Расчетное значение  $P_{*T} = P_T / P_{m(\text{ИР})}$  можно взять равным 0,7 из полученной выше таблицы. Далее по формуле (17) можно вычислить:  $\delta_{\text{ИР}} = 0,775$  рад. Соответственно, угол  $\delta_2$  на основании рис. 3 получается равным 2,87 рад. Для генераторов номинальной мощностью 235 МВА и более можно принять  $T_j = 7$  с [13]. Подставив полученные значения параметров и расчетных величин в формулу (22), вычисляем

$$T_{\text{доп.кз}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 7(2,87 - 0,775)}{314 \cdot 0,7}} = 0,365 \text{ с.}$$

Как показано в [12], некоторое влияние на граничное значение  $P_{*m(\text{кз}),\text{гр}}$  в сторону его увеличения оказы-

вают колебания мощности генераторов в режиме КЗ. Поскольку учет этого фактора усложняет расчеты, а высокая точность в данном случае не требуется, то можно с запасом 20% задаться условием:  $T_{\text{доп.кз}} = 0,3$  с. Согласно [7], с целью обеспечения статической устойчивости двигателей напряжение в узле нагрузки при трехфазных КЗ на питающих линиях не должно уменьшаться ниже  $0,6-0,7 U_{\text{ном}}$ . Как будет показано далее, при трехфазных КЗ (за счет правильного выбора параметра  $K_{\text{пр.ф}})$  цифровая ДЗ будет действовать без замедления. Кроме этого, необходимо иметь в виду, что устройства АПВ на ВЛ 110-220 кВ имеют задержку действия 0,3-0,5 с [15]. В таком случае возмущение в узле нагрузки будет значительно больше, чем от снижения напряжения при однофазном КЗ. Следовательно, можно считать вполне допустимым  $T_{\text{доп.кз}} = 0,3$  с. При этом допустимое время срабатывания первой ступени ДЗ в режиме однофазного КЗ равно:

$$T_{\text{доп.ДЗ}}^{(1)} = T_{\text{доп.кз}} - T_{\text{УРОВ}} - T_{\text{отк.в}}, \quad (23)$$

где  $T_{\text{УРОВ}}$  – выдержка времени устройства резервирования от отказа выключателя (УРОВ);

$T_{\text{отк.в}}$  – время отключения выключателя.

Полагая  $T_{\text{УРОВ}} = 0,13$  с и  $T_{\text{отк.в}} = 0,055$  с, по формуле (23) получаем:

$$T_{\text{доп.ДЗ}}^{(1)} = 0,115 \text{ с.}$$

### Обоснование методики выбора фактической предельной кратности с учетом насыщения ТТ

Постоянную времени  $T_{2\text{нас}}$  вторичного контура ТТ на интервале насыщенного состояния магнитопровода можно находить по выражению [1]

$$T_{2\text{нас}} = \frac{\mu_{\text{диф}} I_{\text{уд.ном}} K_{\text{пр.ф}}}{\omega B_{\text{пр}}}, \quad (24)$$

$$\text{где } I_{\text{уд.ном}} = \frac{\sqrt{2} I_{\text{уд.ном.ТТ}} W_1}{l_{\text{ср}}},$$

$\mu_{\text{диф}}$  – дифференциальная магнитная проницаемость;

$B_{\text{пр}} = 1,8-1,85$  Тл – предельное значение индукции;

$W_1$  – число витков первичной обмотки;

$l_{\text{ср}}$  – средняя длина магнитопровода.

При трехфазном КЗ расчетным режимом является наличие в токе одной из фаз небольшой аperiodической составляющей (не более 10%). В таком случае при соответствующем выборе параметра  $K_{\text{пр.ф}}$  постоянная времени  $T_{2\text{нас}}$  может быть получена  $\geq 2$  мс и токовая погрешность менее 5% [5]. С учетом изложенного, выбор ТТ класса Р целесообразно производить по условию

$$K_{\text{пр.ф}} \geq A_{\text{доп}} I_{*кз}^{(3)}, \quad (25)$$

где  $I_{*кз}^{(3)}$  – относительный ток трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны первой ступени ДЗ.

При выборе обобщенного параметра  $K_{пр.ф}$  по режиму однофазного КЗ необходимо в формуле (2) принимать  $\theta = 0$  и учитывать небольшие значения постоянной времени  $T_{РЭК}$ . Например, при однофазных КЗ на ВЛ напряжением 110 кВ и длиной 10 км постоянная  $T_{РЭК} \approx 20$  мс [5]. Можно задаться условием, что время замедления не должно превышать  $2,5T_{РЭК}$ . В таком случае в расчетном периоде аperiodической составляющей тока КЗ будет равна всего лишь 8% от ее начального значения. С учетом этого для выбора предельной кратности  $K_{пр.ф}$  также можно использовать условие (25), подставляя в него значение  $I_{*кз}^{(1)}$ . Из двух полученных значений  $K_{пр.ф}$  следует принимать наибольшее.

### Выводы

1. Для линий распределительной сети напряжением 110-220 кВ и длиной более 20 км, отходящих от шин электрических станций, допустимое время существования режима однофазного КЗ (по условию сохранения динамической устойчивости) может быть принято равным 0,3 с. Соответственно, допустимое время срабатывания первой ступени ДЗ с учетом действия УРОВ равно 0,12 с.

2. Выбор ТТ класса Р целесообразно производить по условию (25). При этом для защит линий отходящих от шин электрических станций с учетом п.1 можно принимать обобщенный параметр  $A_{доп} = 3 \div 4$ . Для остальных линий, например, отходящих от шин автотрансформаторных подстанций, можно принимать  $A_{доп} = 1,5 \div 2$ . Указанные значения  $A_{доп}$  могут быть уточнены по мере накопления опыта проектирования и эксплуатации.

3. Для выполнения условия (25) при  $A_{доп} = 3 \div 4$ , необходимо, как правило, использовать ТТ со вторичным номинальным током 1 А.

4. С учетом сравнительно небольших постоянных времени затухания аperiodической составляющей однофазного тока КЗ ( $T_{РЭК} \leq 30$  мс при КЗ в конце защищаемой зоны) время срабатывания первой ступени ДЗ в

переходном режиме не превысит 60÷80 мс (без учета времени срабатывания выходного реле).

### Литература:

1. Дмитренко А.М, Журавлев Д.П. О требованиях к трансформаторам тока в схеме дифференциальных защит трансформаторов электрических станций // Электрические станции. - 2016. - №10. - С. 13-19.
2. Электрические цепи с ферромагнитными элементами в релейной защите / Дроздов А.Д., Засыпкин А.С., Кужиков С.Л. и др.; под. ред. В.В. Платонова. - М.: Энергоатомиздат, 1986.
3. ГОСТ Р 58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях». Введен в действие в РФ с 1 января 2020 г.
4. В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель и др. Трансформаторы тока. - Л.: Энергоатомиздат, 1989. - 416 с.
5. Пашковская Е.В. О выборе трансформаторов тока для первой ступени дистанционных защит распределительных сетей. Кибернетика энергетических систем. Сборник материалов XLII. 24-26 ноября 2020 года, г. Новочеркасск, ЮРПУ(НПИ). - с.142-151.
6. Дегтярев А.А, Кужиков С.Л, Дони Н.А., Шурупов А.А. Определение остаточных магнитных индукций в тороидальных сердечниках трансформаторов тока класса Р для релейной защиты // Релейная защита и автоматизация. - 2021. - №3 (44). - С. 44-56.
7. Правила устройства электроустановок. Издание 7, ОАО «ВНИИЭ», 2003 г.
8. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ №630. Об утверждении требований к обеспечению надежности и безопасности объектов электроэнергетики от 03.08.2018 г.
9. Васильев А.А., Крючков И.П., Наяшкова Е.Ф, Околович М.Н.; под ред. Васильева А.А. Электрическая часть станций и подстанций. Учебник для вузов - М.: Энергоатомиздат. - 1990 - 576 с.
10. Дегтярев А.А, Кужиков С.Л, Дони Н.А., Шурупов А.А., Федотов А.Ю. Анализ и проверка соответствия характеристик трансформаторов тока класса Р условиям функционирования первых ступеней дистанционных защит линий электропередачи при переходных процессах // Электрические станции. - 2020. - №3. - С. 43-53.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. Под ред С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро, - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 352 с.
12. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 391 с.
13. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Учебник для вузов - М.: Высшая школа, 1985 - 536 с.
14. Крючков И.П., Старшинов В.А., Гусев Ю.П. и др.; под ред. Крючкова И.П. Переходные процессы в электроэнергетических системах. - М.: изд. Дом МЭИ, 2008, - 416 с.
15. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Под. ред. А.Ф. Дьякова. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. - 504 с. [6]

## РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ



150 ₺



150 ₺



500 ₺



1000 ₺

428003, Россия, ЧУВАШСКАЯ РЕСПУБЛИКА,  
г. ЧЕБОКСАРЫ, пр-кт И. ЯКОВЛЕВА, д. 3

ТЕЛ: +7 (8352) 226-394

ADV@SRZAU-RIC.RU